

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.01.006

# 基于 IGDT 的含广义储能的独立直流微网日前优化调度

张超<sup>1</sup>, 马幼捷<sup>1</sup>, 周雪松<sup>1</sup>, 王才巍<sup>2</sup>, 何晓宇<sup>2</sup>

(1. 天津理工大学(天津市复杂系统控制理论及应用重点实验室), 天津 300384;

2. 天津理工大学电气工程与自动化学院, 天津 300384)

**摘要:**微电网的能量管理与优化调度作为构建新型电力系统的重要环节,提高其可再生能源的消纳水平、降低源荷不确定性风险以及优化系统运行成本具有重要意义。因此,文中提出一种基于信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)的含广义储能的独立直流微电网日前优化调度模型。首先,构建含超级电容的混合储能系统,以降低蓄电池运行成本,将具备虚拟储能特性的柔性负荷与混合储能相结合,形成广义储能,充分发挥微电网系统内灵活性资源特性;其次,考虑系统风光荷不确定性,引入 IGDT 模型,在确定性模型基础上建立风险规避策略下的鲁棒模型和风险投机策略下的机会模型,从2种决策角度追求降低风险与最大化收益;最后,基于算例仿真分析,证明该调度策略在降低微电网运行成本的基础上可量化不确定性因素对系统调度决策的影响,验证了模型的有效性和可参考性。

**关键词:**独立直流微电网;日前调度;信息间隙决策理论(IGDT);广义储能;柔性负荷;不确定性

**中图分类号:** TM732

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2096-3203(2024)01-0050-10

## 0 引言

构建以新能源为主体的新型电力系统是我国基于保障国家能源安全,实现可持续发展,推动碳达峰、碳中和目标实施做出的重大战略部署,微电网技术作为构建新型电力系统的重要组成部分,承担着贯通清洁能源供给和需求的桥梁、充分挖掘灵活性资源实现源荷储高效互动的重要任务<sup>[1-5]</sup>。

目前,已有大量国内外学者针对微电网的优化调度进行研究。文献[6-9]提出一种考虑电池储能寿命模型的微电网日前调度模型,降低了电池衰减速度,兼顾多能源微电网的经济性和电池寿命。从微电网分布式架构和建模角度看,以上研究都是基于蓄电池(battery, BE)单一储能的微电网结构。理论和实验证明,混合储能系统,如高能量密度的 BE 和高功率密度的超级电容(super-capacitor, SC)相结合,可以有效提高系统稳定性、延长储能系统使用寿命、降低经济成本<sup>[10-13]</sup>。但目前研究大多集中在混合储能系统的控制策略,很少涉及含混合储能系统的微电网的优化调度。

受限于新能源的出力特性,灵活性资源将是保障电力系统稳定运行的重要因素。针对系统源荷友好互动,文献[14-16]从需求侧管理参与角度出发,将负荷分为重要负荷、可平移负荷和可中断负荷,引入动态分时电价激励措施,提高了负荷侧的

积极性。未来,有效挖掘用户侧的灵活性、减少微电网峰谷差将成为经济可行的重要措施。

风光发电具有很强的随机性和间歇性,用户侧用电具有很强的主观性,同时存在预测技术以及认知能力的限制,因此电力系统中不确定量逐渐表现为一种奈特式不确定性,从系统源荷不确定性角度看,目前常用的解决办法有鲁棒优化和模糊随机优化等<sup>[17]</sup>。文献[18-20]针对源荷不确定性建立鲁棒优化模型,从而降低微电网不确定性影响。但鲁棒优化未考虑系统的经济性,随机优化在系统奈特氏不确定性(无法被计算、被衡量的风险)下难以实现。为了权衡微电网运行过程中的收益与风险,文献[21-24]引入信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT),在系统运行确定性成本的基础上,引入风险规避和风险投机策略,为系统运营商在系统不确定性时提供灵活的决策方案。目前在考虑不确定性参量对系统运行和调度的影响时多以单一不确定量为主,很少涉及风光荷多参量的不确定性,也尚未涉及含混合储能的独立直流微电网的 IGDT 优化调度。

IGDT 是由 Yakov Ben-Haim 提出的一种处理不确定性的非概率、非模糊的数学优化方法,研究在满足预期目标下,不确定性因素可能造成的影响。IGDT 传达了“不确定性可能是有害的也可能是有利的”思想,在电力系统中得到广泛应用<sup>[25-30]</sup>。

综上,文中提出一种基于 IGDT、计及风光荷不确定性的独立直流微电网日前优化调度模型。基

收稿日期:2023-08-25;修回日期:2023-11-16

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51877152)

于混合储能以及柔性负荷特性,构建含广义储能的确定性调度模型,利用二者的友好互动,充分挖掘系统内灵活性资源特性,提高可再生能源的消纳水平;应用IGDT对系统的源荷不确定性建模,从风险规避和投机2种决策视角,在保证最终结果满足预期的基础上最大化系统不确定参数波动范围,以得到不同角度的调度方案,为不同风险偏好的决策者提供决策建议;通过算例仿真验证该策略的有效性,并详细分析不同方案和参数对所提策略的影响。

## 1 微电网系统结构模型

文中研究对象为独立直流微电网,其结构如图1所示。该微电网主要由风力发电机(wind turbine, WT)、光伏阵列(photovoltaic, PV)、BE和SC组成的混合储能系统,微型燃气轮机(micro-turbine, MT),重要负荷和柔性负荷组成的直流/交流负荷,具有信息采集功能的传感器,具有直流变换功能的DC/DC变换器,具有交直流变换功能的AC/DC整流器,具有直交流变换功能的DC/AC逆变器以及与微电网底层单元进行信息交流的微电网本地管理器构成。

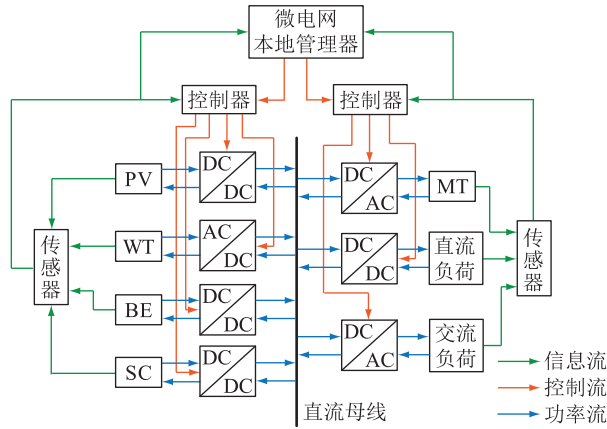


图1 独立直流微电网结构

Fig.1 Structure of independent DC microgrid

### 1.1 风力发电数学模型

大量研究表明,WT的输出功率与风速呈非线性关系,WT发出的有功功率 $P_{WT}(t)$ 与风机轮毂位置处的风速 $v(t)$ 之间的关系可近似表示为:

$$P_{WT}(t) = \begin{cases} 0 & v(t) < v_{ci}; v(t) > v_{co} \\ P_{WT,N} \frac{v^3(t) - v_{ci}^3}{v_N^3 - v_{ci}^3} & v_{ci} \leq v(t) \leq v_N \\ P_{WT,N} & v_N < v(t) \leq v_{co} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{WT,N}$ 为WT的额定输出功率; $v_N$ 、 $v_{ci}$ 、 $v_{co}$ 分别为WT的额定风速、切入风速和切出风速。

### 1.2 光伏发电数学模型

PV输出的功率与其所受的光照强度、环境温度等密切相关。在工程应用中,PV的输出功率可表示为:

$$P_{PV}(t) = P_{STC} \frac{G_{PV}(t)}{G_{STC}} [1 + \tau_{PV}(T_{PV}(t) - T_r)] \quad (2)$$

式中: $P_{PV}(t)$ 为PV在 $t$ 时刻实际输出功率; $P_{STC}$ 为标准状况下PV的最大输出功率; $G_{PV}(t)$ 为 $t$ 时刻实际光照强度; $G_{STC}$ 为标准光照强度,取 $1000 \text{ W/m}^2$ ; $\tau_{PV}$ 为功率温度系数; $T_{PV}(t)$ 为 $t$ 时刻实际环境温度; $T_r$ 为标准环境温度,取 $25 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

### 1.3 MT数学模型

MT作为一种成熟的可控分布式电源在微电网中得到了广泛应用。MT的数学模型可表示为:

$$C_{MT, \text{fuel}} = \sum_{t=1}^T \frac{k_{\text{fuel}}}{V_{LHV}} \times \frac{P_{MT}(t)}{\eta_{MT}} \quad (3)$$

$$C_{MT, \text{om}} = \sum_{t=1}^T k_{MT} P_{MT}(t) \quad (4)$$

$$C_{MT} = C_{MT, \text{om}} + C_{MT, \text{fuel}} + \sum_{t=1}^T \zeta(t) C_{MT, \text{ss}} \quad (5)$$

式中: $C_{MT, \text{fuel}}$ 、 $C_{MT, \text{om}}$ 、 $C_{MT, \text{ss}}$ 、 $C_{MT}$ 分别为MT的燃料成本、运行维护成本、启停费用、总发电成本; $T$ 为优化周期; $k_{\text{fuel}}$ 为气体燃料单价,取 $2.5 \text{ 元/m}^3$ ; $V_{LHV}$ 为气体低位热值; $P_{MT}(t)$ 为MT在 $t$ 时刻实际输出功率; $\eta_{MT}$ 为MT的出力效率; $k_{MT}$ 为MT的单位运行维护成本系数; $\zeta(t)$ 为0-1变量,表征 $t$ 时刻MT的状态,为1是运行状态,为0则是停机状态。

### 1.4 混合储能系统数学模型

BE的使用寿命和损耗在很大程度上取决于其充放电循环次数、放电深度以及充放电功率,因此在考虑BE的运行维护成本时,有必要考虑BE的放电深度与放电速率。参考文献[13],BE的荷电状态可表示为:

$$S_{\text{SOC, BE}}(t) = \begin{cases} S_{\text{SOC, BE}}(t-1) + \frac{P_{\text{BE}}(t)}{C_{\text{BE}}} \eta_{\text{BE, ch}} & P_{\text{BE}}(t) \geq 0 \\ S_{\text{SOC, BE}}(t-1) + \frac{P_{\text{BE}}(t)}{C_{\text{BE}} \eta_{\text{BE, dis}}} & P_{\text{BE}}(t) < 0 \end{cases} \quad (6)$$

式中: $S_{\text{SOC, BE}}(t)$ 为BE在 $t$ 时刻的荷电状态; $P_{\text{BE}}(t)$ 为BE在 $t$ 时刻实际充放电功率; $C_{\text{BE}}$ 为储能额定单元容量; $\eta_{\text{BE, ch}}$ 、 $\eta_{\text{BE, dis}}$ 分别为BE的充、放电效率,均取0.95。参考文献[6-7,13],结合放电深度和放电速率,BE单次使用所消耗的等效放电安时数可以

表示为:

$$d_{\text{eff}} = \frac{L_R}{aD_{\text{BE}}^{-b}e^{-cD_{\text{BE}}}} \times \frac{C_{\text{BE}}}{C_{\text{BE,act}}} d_{\text{act}} \quad (7)$$

其中:

$$D_{\text{BE}} = 1 - S_{\text{SOC, BE}}(t) \quad (8)$$

式中:  $a, b, c$  为数值大于 0 的电池循环寿命与放电深度拟合曲线的拟合系数, 取值分别为 3 288、0.383 和 0.460 2,  $aD_{\text{BE}}^{-b}e^{-cD_{\text{BE}}}$  表征 BE 放电深度对电池循环寿命的影响;  $D_{\text{BE}}$  为 BE 实际放电深度;  $L_R$  为 BE 额定循环寿命;  $C_{\text{BE,act}}$  为储能实际单元容量;  $d_{\text{act}}$  为实际放电安时数。

如果已知 BE 的初始投资成本  $k_{\text{cost}}$ , 则 BE 单位充放电的运行维护成本为:

$$k_{\text{BE}} = \frac{d_{\text{eff}}}{\Gamma} k_{\text{cost}} \quad (9)$$

其中:

$$\Gamma = L_R D_R C_{\text{BE}} \quad (10)$$

式中:  $\Gamma$  为 BE 总有效放电量;  $D_R$  为 BE 额定放电深度。

SC 的寿命主要取决于液态电解质的蒸发速率, 表示为温度和端电压的函数, 一般来说, 随着中心温度的升高, SC 的寿命逐渐降低。SC 能够历经数千次深度循环, 比电池寿命更长, 一般不受循环压力和充放电速率影响, 因此, 文中不计 SC 的运行维护成本。参考文献[10], SC 的荷电状态可表示为:

$$S_{\text{SOC, SC}}(t) = \begin{cases} \frac{(1 - \sigma) Q_{\text{SC}}(t - 1) + P_{\text{SC}}(t) \eta_{\text{SC, ch}}}{Q_{\text{SC, R}}} & P_{\text{SC}}(t) \geq 0 \\ \frac{(1 - \sigma) Q_{\text{SC}}(t - 1) + P_{\text{SC}}(t)}{\eta_{\text{SC, dis}} Q_{\text{SC, R}}} & P_{\text{SC}}(t) < 0 \end{cases} \quad (11)$$

$$Q_{\text{SC}}(t) = (1 - \sigma) Q_{\text{SC}}(t - 1) + P_{\text{SC}}(t) \Delta t \quad (12)$$

式中:  $S_{\text{SOC, SC}}(t)$  为 SC 在  $t$  时刻的荷电状态;  $P_{\text{SC}}(t)$  为 SC 在  $t$  时刻实际充放电功率;  $\sigma$  为 SC 自放电率;  $\eta_{\text{SC, ch}}$ 、 $\eta_{\text{SC, dis}}$  分别为 SC 的充、放电效率, 均取 0.95;  $Q_{\text{SC}}(t)$ 、 $Q_{\text{SC, R}}$  分别为 SC 在  $t$  时刻的实际容量与额定容量。

## 2 需求侧响应模型

独立直流微电网通常建造于偏远山区或海岛地区, 对该地区用户侧进行负荷分类以及建立需求侧响应策略可以有效实现电力负荷由传统的刚性负荷向柔性负荷转变, 加强用户侧深度参与电力系统的平衡。文中将微电网用电负荷分为 3 类, 即不可中断的重要负荷、具有一定灵活性的可平移负荷

以及可中断负荷。

可平移负荷模型为:

$$P_{\text{TL, a}}(t) = P_{\text{TL, 0}}(t) + P_{\text{TL}}(t) \quad (13)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{\text{TL}}(t) = 0 \quad (14)$$

式中:  $P_{\text{TL, a}}(t)$ 、 $P_{\text{TL, 0}}(t)$ 、 $P_{\text{TL}}(t)$  分别为用户在  $t$  时刻平移后的负荷功率、初始负荷功率和负荷平移量。式(14)表示用户一个周期内转移的负荷总量不变。

可中断负荷模型为:

$$P_{\text{IL, a}}(t) = P_{\text{IL, 0}}(t) - \gamma_{\text{IL}}(t) P_{\text{IL}}(t) \quad (15)$$

式中:  $P_{\text{IL, a}}(t)$ 、 $P_{\text{IL, 0}}(t)$ 、 $P_{\text{IL}}(t)$  分别为用户在  $t$  时刻中断后的负荷功率、初始负荷功率和负荷中断量;  $\gamma_{\text{IL}}(t)$  为用户在  $t$  时刻的决策变量, 取值为 0 或 1, 取 0 时, 负荷中断量为 0, 取 1 时, 负荷中断量为  $P_{\text{IL}}(t)$ 。

由于平移、中断负荷都会影响用户满意度, 因此须对用户进行一定补偿, 设平移单位负荷和中断单位负荷的补偿成本分别为  $k_{\text{TL}}$ 、 $k_{\text{IL}}$ 。

合理的分时电价策略对于引导用户积极参与需求侧响应、实现负荷曲线“削峰填谷”以及提高系统经济性有着重要作用。文中采用的分时电价制定方案见表 1, 将全天划分为峰、平、谷共 3 个时间段, 通过不同时段电价制定, 引导、激励用户参与需求侧响应。

表 1 不同时段电价方案

Table 1 Electricity price for different time periods

电价类别	分时电价/ [元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]	时段
峰时电价	1.01	10:00—14:00、18:00—20:00
平时电价	0.64	07:00—09:00、15:00—17:00、 21:00—22:00
谷时电价	0.38	23:00—06:00

## 3 确定性微电网优化调度模型

风光可再生能源发电的间歇性与负荷需求的波动性是造成微电网供需矛盾的主要因素, 对微电网系统建立优化调度模型, 解决供需不平衡以及波动性问题, 是实现微电网经济、安全运行的关键。

### 3.1 目标函数

采用日前调度模型, 以一个自然日作为优化周期, 设  $T = 24 \text{ h}$ ,  $\Delta T = 1 \text{ h}$ 。目标函数是计及独立微电网系统的运行维护成本、环境治理成本、弃风弃光惩罚成本以及用户补偿成本, 使总成本最低。目标函数为:

$$\min f = \min(C_E + C_P + C_A + C_{\text{com}}) \quad (16)$$

$$C_E = \sum_{t=1}^T (k_{\text{WT}}P_{\text{WT}}(t) + k_{\text{PV}}P_{\text{PV}}(t) + k_{\text{BE}}P_{\text{BE}}(t)) + C_{\text{MT}} \quad (17)$$

$$C_P = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^N k_j \delta_j P_{\text{MT}}(t) \quad (18)$$

$$C_A = \sum_{t=1}^T k_A P_A(t) \quad (19)$$

$$C_{\text{com}} = \sum_{t=1}^T (k_{\text{TL}}P_{\text{TL}}(t) + k_{\text{IL}}P_{\text{IL}}(t)) \quad (20)$$

式中: $C_E$ 、 $C_P$ 、 $C_A$ 、 $C_{\text{com}}$ 分别为微电网的运行维护成本、环境治理成本、弃风弃光惩罚成本和用户补偿成本; $k_{\text{WT}}$ 、 $k_{\text{PV}}$ 分别为风电、光伏的单位运行维护成本,分别取45元/MW和10元/MW; $k_j$ 为治理每单位重量第 $j$ 种污染物的费用; $\delta_j$ 为MT输出单位有功功率产生的第 $j$ 种污染物的排放量; $N$ 为污染物种类数; $k_A$ 为单位弃风弃光惩罚因子,取160元/MW; $P_A(t)$ 为 $t$ 时刻弃风弃光功率。MT污染物排放量以及治理费用参见表2。

表2 污染物排放量及治理费用

Table 2 Pollutant discharge and treatment costs

污染物类型	污染物排放量/ ( $\text{g} \cdot \text{kW}^{-1}$ )	治理费用/ (元 $\cdot \text{kg}^{-1}$ )
NO <sub>x</sub>	0.62	12.5
CO	0.17	1.45
CO <sub>2</sub>	184.08	0.04
SO <sub>2</sub>	0.000 1	8.75

### 3.2 约束条件

除目标函数外,系统运行过程中还须考虑功率平衡约束,各微源、储能系统的最大运行功率约束、必要的运行约束以及柔性负荷的最大可中断、平移量,具体的约束如下。

(1) 功率平衡约束。

$$P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{BE}}(t) + P_{\text{SC}}(t) + P_{\text{MT}}(t) = P_{\text{Load}}(t) + P_{\text{TL}}(t) - P_{\text{IL}}(t) \quad (21)$$

式中: $P_{\text{Load}}(t)$ 为用户侧重要负荷,即不可平移、不可中断负荷。

(2) 微源出力约束。

$$P_{\text{WT},\min} \leq P_{\text{WT}}(t) \leq P_{\text{WT},\max} \quad (22)$$

$$P_{\text{PV},\min} \leq P_{\text{PV}}(t) \leq P_{\text{PV},\max} \quad (23)$$

$$P_{\text{MT},\min} \leq P_{\text{MT}}(t) \leq P_{\text{MT},\max} \quad (24)$$

$$-P_{\text{MT},\text{down}} \leq P_{\text{MT}}(t) - P_{\text{MT}}(t-1) \leq P_{\text{MT},\text{up}} \quad (25)$$

式中: $P_{i,\min}$ 、 $P_{i,\max}$ 分别为分布式电源 $i$ 输出有功功率的最小值和最大值, $i \in \{\text{WT}, \text{PV}, \text{MT}\}$ ;  $P_{\text{MT},\text{down}}$ 、 $P_{\text{MT},\text{up}}$ 分别为MT的最大下坡率和最大上坡率。

(3) 混合储能系统相关约束。

$$\begin{cases} S_{\text{SOC, BE}, \min} \leq S_{\text{SOC, BE}}(t) \leq S_{\text{SOC, BE}, \max} \\ P_{\text{BE}, \min} \leq P_{\text{BE}}(t) \leq P_{\text{BE}, \max} \end{cases} \quad (26)$$

$$\begin{cases} S_{\text{SOC, SC}, \min} \leq S_{\text{SOC, SC}}(t) \leq S_{\text{SOC, SC}, \max} \\ P_{\text{SC}, \min} \leq P_{\text{SC}}(t) \leq P_{\text{SC}, \max} \end{cases} \quad (27)$$

式中: $S_{\text{SOC}, k, \max}$ 、 $S_{\text{SOC}, k, \min}$ 分别为储能装置 $k$ 荷电状态的上、下限, $k \in \{\text{BE}, \text{SC}\}$ ;  $P_{k, \max}$ 、 $P_{k, \min}$ 分别为储能装置 $k$ 充放电功率的上、下限。

(4) 柔性负荷相关约束。

$$0 \leq P_{\text{TL}}(t) \leq P_{\text{TL}, \max} \quad (28)$$

$$0 \leq P_{\text{IL}}(t) \leq P_{\text{IL}, \max} \quad (29)$$

式中: $P_{\text{TL}, \max}$ 、 $P_{\text{IL}, \max}$ 分别为可平移负荷和可中断负荷的最大值。

## 4 基于IGDT的源荷不确定性调度模型

确定性微电网优化调度模型以微电网源荷预测结果为基准,但是实际运行中,风光出力以及负荷需求可能会偏离预测值,造成经济损失。IGDT是一种解决严重不确定性的有效方法,不依靠不确定性的概率密度函数,而是试图寻求一个风险区间以建立针对不确定性的鲁棒模型和机会模型。

### 4.1 风光荷不确定性建模

文中综合考虑风电、光伏出力以及负荷需求的不确定性,采用包络约束模型对源荷不确定进行建模,其不确定模型为:

$$\begin{cases} U(r_{\text{WT}}, \tilde{P}_{\text{WT}, t}) = \{P_{\text{WT}, t} : |P_{\text{WT}, t} - \tilde{P}_{\text{WT}, t}| \leq r_{\text{WT}} \tilde{P}_{\text{WT}, t}\} \\ U(r_{\text{PV}}, \tilde{P}_{\text{PV}, t}) = \{P_{\text{PV}, t} : |P_{\text{PV}, t} - \tilde{P}_{\text{PV}, t}| \leq r_{\text{PV}} \tilde{P}_{\text{PV}, t}\} \\ U(r_{\text{L}}, \tilde{P}_{\text{L}, t}) = \{P_{\text{L}, t} : |P_{\text{L}, t} - \tilde{P}_{\text{L}, t}| \leq r_{\text{L}} \tilde{P}_{\text{L}, t}\} \\ r_{\text{WT}} \geq 0 \\ r_{\text{PV}} \geq 0 \\ r_{\text{L}} \geq 0 \end{cases} \quad (30)$$

式中: $r_i$ 为不确定半径,无量纲, $i \in \{\text{PV}, \text{WT}, \text{L}\}$ ;  $\tilde{P}_{i, t}$ 、 $P_{i, t}$ 分别为 $t$ 时刻的预测值和实际值, $i \in \{\text{PV}, \text{WT}, \text{L}\}$ ;  $U(r_i, \tilde{P}_{i, t})$ 为偏差不大于 $r_i \tilde{P}_{i, t}$ 的所有 $P_{i, t}$ 的集合。考虑风光荷的不确定性变量 $P_{i, t}$ ,其对应的预测值为 $\tilde{P}_{i, t}$ ,利用偏差区间对不确定性变量 $U(r_i, \tilde{P}_{i, t})$ 的浮动状态进行描述,则对于预测值 $\tilde{P}_{i, t}$ ,其最大扰动量为 $r_i \tilde{P}_{i, t}$ 。通过加权可得其综合不确定半径 $\varphi$ 为:

$$\begin{cases} \varphi = \lambda_{\text{WT}} r_{\text{WT}} + \lambda_{\text{PV}} r_{\text{PV}} + \lambda_{\text{L}} r_{\text{L}} \\ \lambda_{\text{WT}} + \lambda_{\text{PV}} + \lambda_{\text{L}} = 1 \end{cases} \quad (31)$$



式中:  $\lambda_i$  为不确定半径权重系数,无量纲,  $i \in \{PV, WT, L\}$ 。

### 4.2 风险规避策略下鲁棒模型

风险规避策略即保证决策成本不超过预期的情况下寻求不确定度的最大值,不确定度数值越大,表示可接受不确定性参数的波动程度越大,决策方案的鲁棒性越强。基于风险规避策略的微电网鲁棒模型为:

$$\begin{cases} \max \varphi \\ \text{s.t. } \max f \leq (1 + \mu_{ro})f_0 \\ \tilde{P}_{i,t} \in U(r_i, \tilde{P}_{i,t}) \\ \text{式(21)一式(29)} \end{cases} \quad (32)$$

式中:  $f_0$  为当不确定半径  $r_i$  为 0 时,基于风光荷预测值得到的调度成本基准值;  $\mu_{ro}$  为鲁棒偏差因子。可以看出,该模型为双层优化模型,上层表示下层成立时系统不确定半径的最大值;下层表示源荷在不确定集内波动时,调度成本的最大值不能超过预期成本。当可再生能源出力不足时,须启动 MT 来维持系统内能量平衡,导致系统成本增加;同理,当负荷实际值高于预测值时,系统成本同样会增加。即当风光出力最小、负荷需求最大时,可将式(32)简化为式(33)所示单层鲁棒优化模型。

$$\begin{cases} \max \varphi \\ \text{s.t. } f \leq (1 + \mu_{ro})f_0 \\ P_{WT,t} = (1 - r_{WT})\tilde{P}_{WT,t} \\ P_{PV,t} = (1 - r_{PV})\tilde{P}_{PV,t} \\ P_{L,t} = (1 + r_L)\tilde{P}_{L,t} \\ \text{式(21)一式(29)} \end{cases} \quad (33)$$

### 4.3 风险投机策略下机会模型

风险投机策略即决策者在追求降低系统运行成本的基础上寻求不确定度的最小值,即最小化不确定度以追求最大的回报收益。同时,不确定度数值越小,系统运行风险也就越大。即当可再生能源出力充足,负荷需求量少时,系统运行成本较低。同理可以得到风险投机策略下微电网单层机会优化模型:

$$\begin{cases} \min \varphi \\ \text{s.t. } f \leq (1 - \mu_{op})f_0 \\ P_{WT,t} = (1 + r_{WT})\tilde{P}_{WT,t} \\ P_{PV,t} = (1 + r_{PV})\tilde{P}_{PV,t} \\ P_{L,t} = (1 - r_L)\tilde{P}_{L,t} \\ \text{式(21)一式(29)} \end{cases} \quad (34)$$

式中:  $\mu_{op}$  为机会偏差因子。

### 4.4 求解流程

基于 IGDT 的独立直流微电网日前优化调度模型求解流程如图 2 所示。首先基于风光荷的预测值求解确定性调度模型的最优解  $f_0$ ;其次根据鲁棒/机会偏差因子设定预期成本目标;最后计算风险规避策略、风险投机策略下的系统运行成本和综合不确定半径,并根据不同类型的决策者确定调度计划。

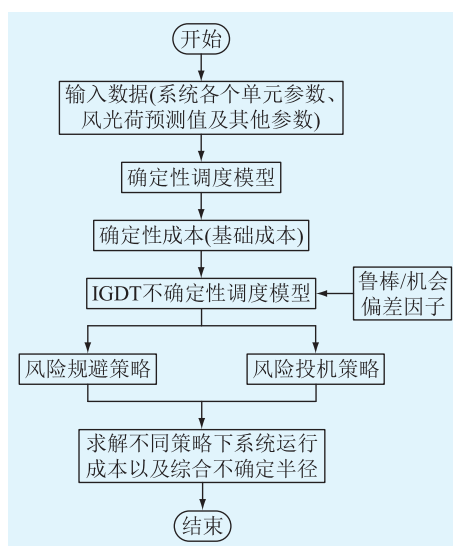


图 2 IGDT 调度模型求解流程

Fig.2 Solution flow of IGDT-based scheduling model

## 5 算例分析

选取一含多种微源的独立直流微电网作为研究对象,以 24 h 作为调度周期,1 h 作为步长进行仿真分析。仿真环境为采用 MATLAB 2018b 软件并调用 Yalmip 工具箱和 Cplex、Gurobi 求解器进行求解。算例仿真基本参数为:额定功率为 8 MW 的 WT;额定功率为 6 MW 的 PV;额定功率为 4 MW 的 MT;BE 和 SC 的荷电状态变化范围分别为 20%~80% 和 10%~90%,二者初始荷电状态分别为 20% 和 50%。风电、光伏的预测功率以及负荷需求的预测功率如图 3 所示。

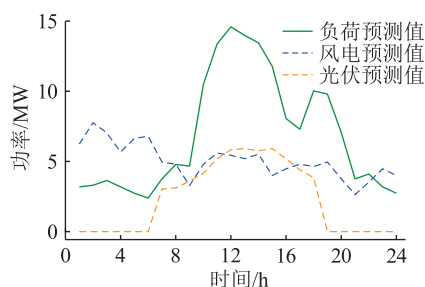


图 3 风、光输出功率及负荷需求预测值

Fig.3 Forecast value of WT and PV output power and load demand

5.1 确定性调度模型验证分析

采用确定性微电网优化调度模型后代入参数求解得到系统优化运行成本为 99 322.57 元。确定性调度模型下,微电网内各个微源、储能系统出力情况如图 4 所示。可以看出,用电高峰期以及光伏停止出力期间,MT 以及混合储能系统放电,支撑用户负荷需求;用电低谷期,MT 退出运行,分布式可再生能源发出的多余能量存储到混合储能系统中。

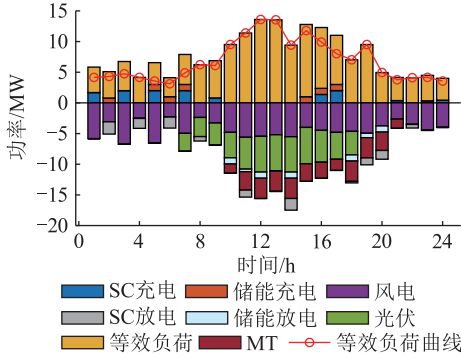


图 4 系统各单元出力

Fig.4 Output power of each unit in the system

采用 3 种方案对系统的优化调度模型进行对比分析。方案一,采用文中设计的优化调度模型;方案二,采用含混合储能的微电网模型,不考虑需求侧响应;方案三,采用仅含 BE 的微电网模型,考虑需求侧响应。3 种方案下风、光消纳水平及各项性能指标结果如图 5、图 6、表 3 所示。

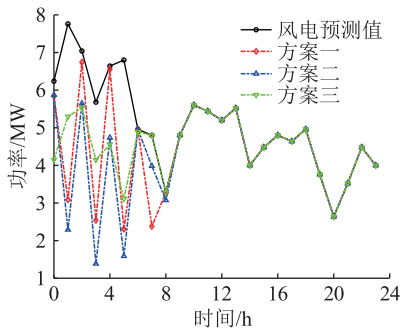


图 5 不同方案下的风电消纳水平

Fig.5 Wind power consumption levels under different schemes

从图 5 以及表 3 中可以看出,方案一和方案三的风电消纳率大于方案二,即需求侧响应策略的加入提高了风电的消纳水平。从图 6 以及表 3 中可以看出,方案一和方案二的光伏消纳率大于方案三,即架构的含 SC 的混合储能系统的加入促进了光伏消纳。同时从表 3 可以看出,广义储能的加入降低了弃风弃光惩罚成本以及环境成本,混合储能系统的加入降低了 BE 运行成本并延长了储能系统的使用寿命,原因是在分时电价的指引下,充分调动了系

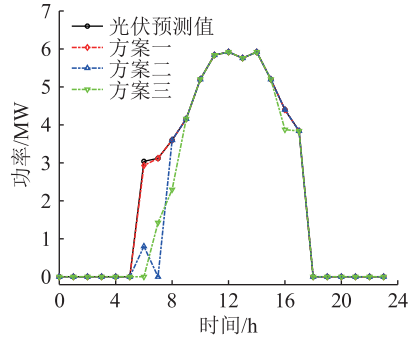


图 6 不同方案下的光伏消纳水平

Fig.6 Photovoltaic consumption levels under different schemes

表 3 不同方案下性能指标对比

Table 3 Comparison of performance indexes under different schemes

方案	风电消纳率/%	光伏消纳率/%	BE 运行成本/元	环境成本/元
方案一	87.18	99.80	545.85	511.49
方案二	83.76	90.43	575.36	650.55
方案三	88.90	88.28	720.49	543.72

统内灵活性资源特性,实现了多源的协同互动。

5.1.1 混合储能特性分析

独立型微电网系统运行过程中,优先使用 SC 平抑系统内不平衡功率波动,BE 和 SC 的充放电功率及荷电状态如图 7、图 8 所示。可以看出,混合储能系统能在系统运行中灵活调节工作状态,在谷时段吸收多余能量并在峰时段释放,减少了弃风弃光量,缓解了分布式能源的运行压力。SC 作为高功率型电池,可以优先平抑风、光功率波动,减小 BE 的荷电状态波动范围,对二者荷电状态进行约束,可减少低充放电深度及循环次数对混合储能系统的影响,降低系统运行成本。

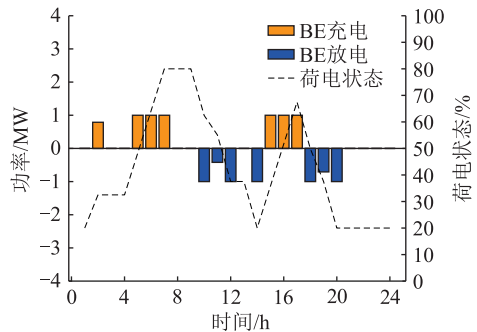


图 7 BE 充放电功率及荷电状态

Fig.7 Charging-discharging power and state of charge of BE

5.1.2 柔性负荷特性分析

在分时电价激励下,柔性负荷参与调度前后的负荷曲线如图 9 所示。由图可见,在 09:00—15:00

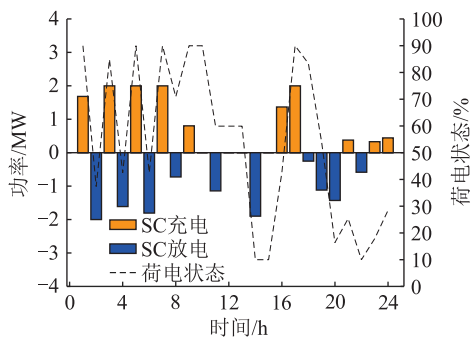


图8 SC 充放电功率及荷电状态

Fig.8 Charge-discharge power and state of charge of SC

以及 17:00—19:00,柔性负荷适当调整了用户的负荷需求,并将上述时段部分负荷转移至 23:00—08:00,峰谷差由 12.20 MW 变为 10.48 MW,负荷峰谷差降低,平滑了用户负荷曲线,减缓了微电网系统的供电压力。

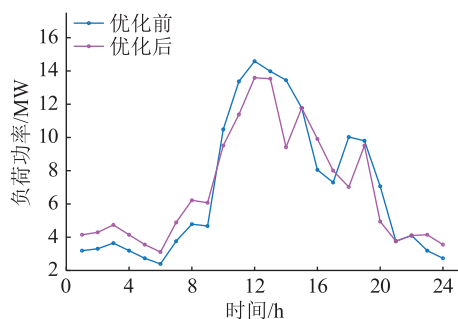


图9 负荷优化调度结果

Fig.9 Optimized scheduling results of load

### 5.2 基于 IGDT 的不确定性调度模型验证分析

基于文中设计的模型,综合考虑 5 种不确定性场景,具体分类为:场景 1,考虑风光荷不确定性;场景 2,考虑负荷不确定性;场景 3,考虑风电不确定性;场景 4,考虑光伏不确定性;场景 5,考虑风光不确定性。IGDT 模型中,设置鲁棒偏差因子  $\mu_{ro}$  和机会偏差因子  $\mu_{op}$  范围均为 0.02~0.12,即系统调度总成本在  $\pm 2\% \sim \pm 12\%$  波动。图 10 为鲁棒/机会偏差因子变化时 5 种不确定性场景下的不确定半径和系统调度成本。可以看出,随着系统调度成本的降低,机会偏差因子及其不确定半径增加,即此时决策者偏向降低系统运行成本而选择风险追求;随着系统调度成本的增加,鲁棒偏差因子和不确定半径增加,即此时决策者偏向提高系统稳定性而选择增加成本。

为量化风光荷不确定性对微电网系统的影响,文中选取的风光荷不确定半径权重系数为:  $\lambda_{WT} = 0.3, \lambda_{PV} = 0.2, \lambda_L = 0.5$ 。系统综合不确定半径  $\varphi$  以

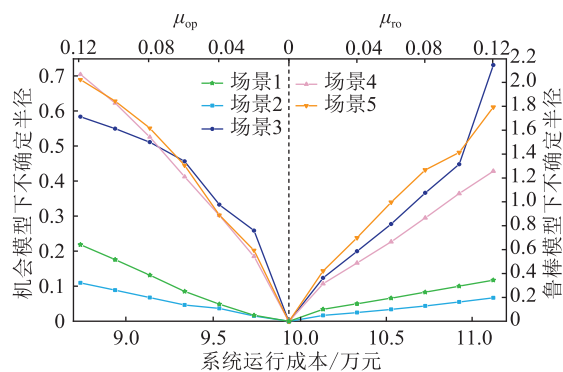
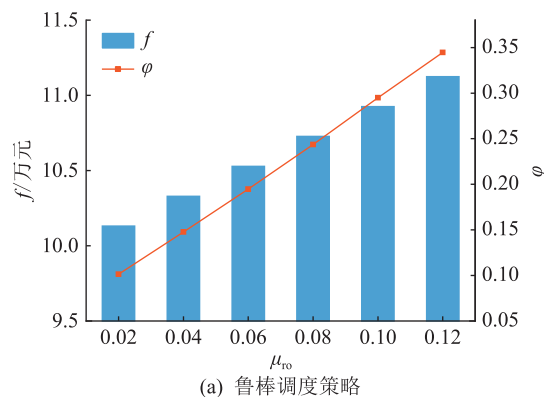


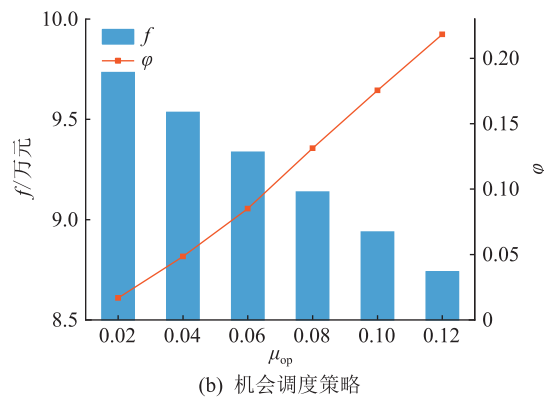
图10 不确定性场景下 IGDT 结果对比

Fig.10 Comparison of IGDT results in uncertain scenarios

及系统运行成本  $f$  随偏差因子的变化趋势如图 11 所示。



(a) 鲁棒调度策略



(b) 机会调度策略

图 11  $\varphi, f$  随偏差因子的变化趋势

Fig.11 Changing trend of  $\varphi$  and  $f$  with deviation factor

由图可知,鲁棒模型中  $\varphi, f$  与鲁棒偏差因子呈正相关,说明决策者在运行中为降低系统不确定性危害,希望通过付出尽可能多的成本来提高系统鲁棒性,直接造成的结果就是风光出力降低,MT 出力增加;机会模型中  $\varphi, f$  与机会偏差因子  $\mu_{op}$  分别呈正、负相关,说明决策者在运行中认为不确定性会给系统带来额外收益,降低系统的运行成本,直接造成的结果就是风光出力增加,MT 运行减少。选取鲁棒/机会偏差因子 0.12 为例,得到图 12 所示鲁

棒模型和机会模型下系统各单元出力情况,验证了上述结论。

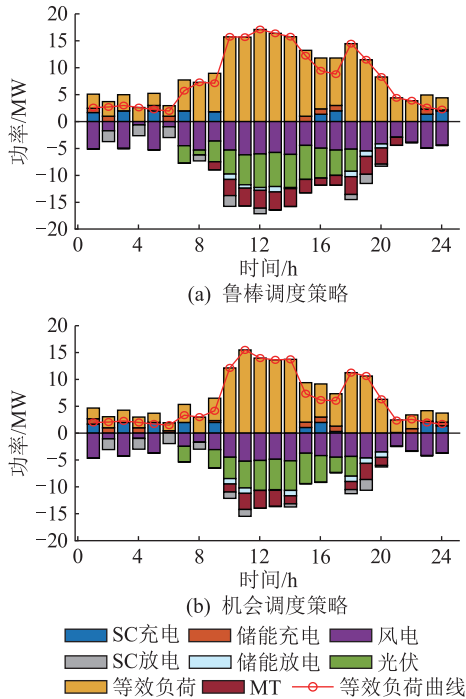


图 12 鲁棒/机会模型下系统各单元出力

Fig.12 Output of each unit of the system under robust/opportunistic model

## 6 结论

文中建立了基于 IGDT 的含广义储能的独立直流微电网优化调度模型,并引入 3 种不同的确定性微电网模型以及 5 种不确定性场景,仿真分析得到以下结论:

(1) 相比于单一 BE 储能系统,含 SC 的混合储能系统可以有效提高可再生能源的消纳水平,提高系统运行的经济性;在分时电价的激励下,柔性负荷的加入平滑了负荷曲线,降低了峰谷差;柔性负荷与混合储能系统组成广义储能系统,降低了弃风弃光量以及环境成本,实现了源荷储高效互动。

(2) 引入 IGDT,对含广义储能的独立直流微网分别建立风险规避的鲁棒模型和风险投机的机会模型,引入不同的偏差因子,求得系统综合不确定半径充分量化了风电、光伏和负荷的不确定性因素对系统运行的影响程度,为决策者面对不同的场景提供决策参考。

由于独立微电网自身的局限性,下一步工作将重点关注微电网群之间的优化调度研究。

### 参考文献:

[1] 黄雨涵,丁涛,李雨婷,等. 碳中和背景下能源低碳化技术综述及对新型电力系统发展的启示[J]. 中国电机工程学报,

2021,41(S1):28-51.

HUANG Yuhua, DING Tao, LI Yuting, et al. Decarbonization technologies and inspirations for the development of novel power systems in the context of carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(S1):28-51.

[2] 万千,夏成军,管霖,等. 含高渗透率分布式电源的独立微网的稳定性研究综述[J]. 电网技术, 2019, 43(2):598-612.

WAN Qian, XIA Chengjun, GUAN Lin, et al. Review on stability of isolated microgrid with highly penetrated distributed generations[J]. Power System Technology, 2019, 43(2):598-612.

[3] KIPTOO M K, LOTFY M E, ADEWUYI O B, et al. Integrated approach for optimal techno-economic planning for high renewable energy-based isolated microgrid considering cost of energy storage and demand response strategies[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 215:112917.

[4] LV G Y, CAO B, JUN L, et al. Optimal scheduling of integrated energy system under the background of carbon neutrality[J]. Energy Reports, 2022, 8:1236-1248.

[5] 陈寒,唐忠,鲁家阳,等. 基于 CVaR 量化不确定性的微电网优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(5):105-115.

CHEN Han, TANG Zhong, LU Jiayang, et al. Research on optimal dispatch of a microgrid based on CVaR quantitative uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(5):105-115.

[6] 孙运志,蒋德玉,张盛林,等. 计及电池寿命损耗的多能源微电网储能优化配置[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(5):128-133, 144.

SUN Yunzhi, JIANG Deyu, ZHANG Shenglin, et al. Optimal energy-storage configuration of multi-energy microgrid considering battery life degradation[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2021, 33(5):128-133, 144.

[7] 杨艳红,裴玮,邓卫,等. 计及蓄电池储能寿命影响的微电网日前调度优化[J]. 电工技术学报, 2015, 30(22):172-180.

YANG Yanhong, PEI Wei, DENG Wei, et al. Day-ahead scheduling optimization for microgrid with battery life model[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(22):172-180.

[8] 张志昌,吴健,骆钊,等. 计及储能运行特性的独立型交直流混合微网优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(19):118-125.

ZHANG Zhichang, WU Jian, LUO Zhao, et al. Optimal scheduling for independent AC/DC hybrid microgrid considering operation characteristics of energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(19):118-125.

[9] HUANG Y T, ZHANG Q Q, KANG M. Energy scheduling framework of micro-grids considering battery lifetime[J]. IEEE Access, 2022, 10:25016-25024.

[10] 付菊霞,陈洁,滕扬新,等. 基于集合经验模态分解的风电混合储能系统能量管理协调控制策略[J]. 电工技术学报, 2019, 34(10):2038-2046.

FU Juxia, CHEN Jie, TENG Yangxin, et al. Energy manage-



- ment coordination control strategy for wind power hybrid energy storage system based on EEMD [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(10): 2038-2046.
- [11] 陈敬峰. 含混合储能的独立型微电网系统控制与优化调度策略研究[D]. 广州:华南理工大学, 2018.
- CHEN Jingfeng. Research on control and optimization scheduling strategy for stand-alone microgrid with hybrid energy storage system [D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2018.
- [12] 乔珊. 主动配电网多源协同运行优化研究[D]. 济南:山东大学, 2021.
- QIAO Shan. Research on multi-source cooperative operation optimization of active distribution network [D]. Jinan: Shandong University, 2021.
- [13] JU C Q, WANG P, GOEL L, et al. A two-layer energy management system for microgrids with hybrid energy storage considering degradation costs [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6): 6047-6057.
- [14] 杨茂, 王金鑫. 需求侧管理参与的孤岛型微电网多目标优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(2): 1-11.
- YANG Mao, WANG Jinxin. Multi-objective optimization scheduling of islanded microgrid participated by demand management [J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(2): 1-11.
- [15] 王颖杰, 詹红霞, 杨孝华, 等. 考虑综合需求响应的电热系统调度[J]. 电力工程技术, 2021, 40(1): 17-24.
- WANG Yingjie, ZHAN Hongxia, YANG Xiaohua, et al. Optimal dispatching strategy of combined heat and power system considering integrated demand response [J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(1): 17-24.
- [16] LI B, WANG H L, TAN Z K. Capacity optimization of hybrid energy storage system for flexible islanded microgrid based on real-time price-based demand response [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 136: 107581.
- [17] 杜刚, 赵冬梅, 刘鑫. 计及风电不确定性优化调度研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(7): 2608-2627.
- DU Gang, ZHAO Dongmei, LIU Xin. Research review on optimal scheduling considering wind power uncertainty [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(7): 2608-2627.
- [18] 陈伟伟, 张增强, 张高航, 等. 计及需求响应及抽水蓄能的含风电系统鲁棒机组组合[J]. 电力工程技术, 2022, 41(2): 75-82.
- CHEN Weiwei, ZHANG Zengqiang, ZHANG Gaohang, et al. Robust unit commitment of power systems integrated wind power considering demand response and pumped storage units [J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(2): 75-82.
- [19] JU L W, TAN Z F, YUAN J Y, et al. A bi-level stochastic scheduling optimization model for a virtual power plant connected to a wind-photovoltaic-energy storage system considering the uncertainty and demand response [J]. Applied Energy, 2016, 171: 184-199.
- [20] 杨欢红, 王洁, 郇能灵, 等. 基于灰靶决策和多目标布谷鸟算法的微电网分布式电源鲁棒优化[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(1): 20-27.
- YANG Huanhong, WANG Jie, TAI Nengling, et al. Robust optimization of distributed generation in a microgrid based on grey target decision-making and multi-objective cuckoo search algorithm [J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(1): 20-27.
- [21] 于雪菲, 张帅, 刘琳琳, 等. 基于信息间隙决策理论的碳捕集电厂调度[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2022, 62(9): 1467-1473.
- YU Xuefei, ZHANG Shuai, LIU Linlin, et al. Carbon capture power plant scheduling based on information gap decision theory [J]. Journal of Tsinghua University (Science and Technology), 2022, 62(9): 1467-1473.
- [22] WU X, LI N L, HE M K, et al. Risk-constrained day-ahead scheduling for gravity energy storage system and wind turbine based on IGDT [J]. Renewable Energy, 2022, 185: 904-915.
- [23] 叶鹤林, 刘松, 胡剑, 等. 基于 IGDT 的含光热电站电力系统多源联合调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(23): 35-43.
- YE Helin, LIU Song, HU Jian, et al. Multi-source joint dispatching strategy for a power system with concentrating solar power plants based on IGDT [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(23): 35-43.
- [24] DAI X M, WANG Y, YANG S C, et al. IGDT-based economic dispatch considering the uncertainty of wind and demand response [J]. IET Renewable Power Generation, 2019, 13(6): 856-866.
- [25] 刘乾晖, 唐岚, 杨乔丹, 等. 信息间隙决策理论在电力系统中的应用[J]. 电力科学与工程, 2021, 37(1): 1-15.
- LIU Qianhui, TANG Lan, YANG Qiaodan, et al. Application of information gap decision theory in power system [J]. Electric Power Science and Engineering, 2021, 37(1): 1-15.
- [26] 李东东, 张凯, 姚寅, 等. 基于信息间隙决策理论的电动汽车聚合商日前需求响应调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(24): 101-111.
- LI Dongdong, ZHANG Kai, YAO Yin, et al. Day-ahead demand response scheduling strategy of an electric vehicle aggregator based on information gap decision theory [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(24): 101-111.
- [27] 徐琴, 金海翔, 边晓燕, 等. 基于混合 IGDT 的电-气综合能源系统弹性提升灾前规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(21): 86-95.
- XU Qin, JIN Haixiang, BIAN Xiaoyan, et al. Pre-disaster planning method for resilience enhancement of integrated electric-gas energy system based on hybrid IGDT [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(21): 86-95.
- [28] 上官甲天, 茅云寿. 计及新能源不确定性微能源网优化运行研究[J]. 供用电, 2023, 40(8): 92-99.
- SHANGGUAN Jiatian, MAO Yunshou. Optimal operation of micro-energy networks considering new energy uncertainty [J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(8): 92-99.

- [29] 周华锋,胡荣,聂涌泉,等. 考虑碳排放的智慧园区配电网协同调度优化策略[J]. 供用电,2023,40(10):73-80.  
ZHOU Huafeng, HU Rong, NIE Yongquan, et al. Cooperative scheduling optimization strategy of smart park distribution network considering carbon emission[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(10): 73-80.
- [30] 潘华,姚正,黄玲玲,等. 考虑分布式电源及需求响应不确定性的园区综合能源系统经济调度[J]. 电力科学与技术学报,2022,37(2):94-105.  
PAN Hua, YAO Zheng, HUANG Lingling, et al. Economic dispatch of park integrated energy system considering the uncertainty of distribution generation and demand response [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37

(2):94-105.

作者简介:



张超

张超(1997),男,硕士,研究方向为微电网运行优化与控制(E-mail:z199703023@163.com);

马幼捷(1964),女,博士,教授,研究方向为新能源发电关键技术的理论与应用、智能电网运行与控制;

周雪松(1964),男,博士,教授,博士生导师,研究方向为新能源利用、智能电网、控制理论与控制工程。

### Day-ahead optimal scheduling of independent DC microgrid with generalized energy storage based on IGDT

ZHANG Chao<sup>1</sup>, MA Youjie<sup>1</sup>, ZHOU Xuesong<sup>1</sup>, WANG Caiwei<sup>2</sup>, HE Xiaoyu<sup>2</sup>

(1. Tianjin University of Technology (Tianjin Key Laboratory of Control Theory and Application for Complex Systems), Tianjin 300384, China; 2. School of Electrical Engineering and Automation, Tianjin University of Technology, Tianjin 300384, China)

**Abstract:** Energy management and optimal scheduling of microgrid play important roles in the construction of new power system. It is of great significance to study how to improve the consumption level of renewable energy, and reduce the uncertainty risk of source and load, and optimize the system operation cost. In view of this paper, a day-ahead optimal scheduling model of independent DC microgrid with generalized energy storage based on information gap decision theory (IGDT) is proposed. Firstly, a hybrid energy storage system with super-capacitor is constructed to reduce the operating cost of batteries. The flexible load with the characteristics of 'virtual energy storage' is combined with the hybrid energy storage to form generalized energy storage, giving full play to the characteristics of flexible resources in the microgrid system. Secondly, the uncertainty of the system is considered, and the IGDT model is introduced to establish the robust model under the risk aversion strategy and the opportunity model under the risk speculation strategy based on the deterministic model, so as to pursue the maximization of risk reduction and returns from two decision-making perspectives. Finally, through the simulation analysis of an example, the influence of uncertain factors on system scheduling decision is quantified on the basis of reducing the operating cost of microgrid, and the validity and reference of the model are verified.

**Keywords:** independent DC microgrid; day-ahead scheduling; information gap decision theory (IGDT); generalized energy storage; flexible load; uncertainty

(编辑 方晶)